

Docket No.: MP.-NR. 01/580

IN THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE

Applicant : RAJIB DATTA ET AL.  
Filed : CONCURRENTLY HEREWITH  
Title : METHOD AND CONFIGURATION FOR CONTROLLING A WIND  
ENERGY INSTALLATION WITHOUT A GEARBOX BY  
ELECTRONICALLY VARYING THE SPEED

CLAIM FOR PRIORITY

Commissioner for Patents  
P.O. Box 1450  
Alexandria, VA 22313-1450

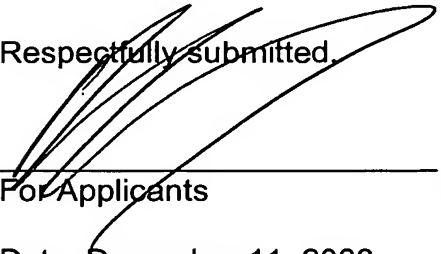
Sir:

Claim is hereby made for a right of priority under Title 35, U.S. Code, Section 119,  
based upon the German Patent Application 101 34 883.5, filed July 18, 2001.

A certified copy of the above-mentioned foreign patent application is being submitted  
herewith.

Respectfully submitted,

For Applicants

  
RALPH E. LOCHER  
REG. NO. 41,947

Date: December 11, 2003

Lerner and Greenberg, P.A.  
Post Office Box 2480  
Hollywood, FL 33022-2480  
Tel: (954) 925-1100  
Fax: (954) 925-1101

/kf



## Prioritätsbescheinigung über die Einreichung einer Patentanmeldung

**Aktenzeichen:** 101 34 883.5

**Anmeldetag:** 18. Juli 2001

**Anmelder/Inhaber:** ABB Research Ltd.,  
Zürich/CH

**Bezeichnung:** Verfahren und Vorrichtung zur drehzahlstellbaren  
leistungselektronischen Regelung einer getriebe-  
losen Windkraftanlage

**IPC:** H 02 P, H 02 J, F 03 D

Die angehefteten Stücke sind eine richtige und genaue Wiedergabe der ur-  
sprünglichen Unterlagen dieser Patentanmeldung.

München, den 01. August 2002  
**Deutsches Patent- und Markenamt**  
**Der Präsident**  
Im Auftrag

Ebert

ABB Research Ltd.

Zürich

Mp.-Nr. 01/580

17. Juli 2001

PAT 3 Mü/Bt

Verfahren und Vorrichtung zur drehzahlstellbaren leistungselektronischen Regelung einer getriebelosen Windkraftanlage

Beschreibung

Die Erfindung betrifft ein Verfahren und eine Vorrichtung zur drehzahlstellbaren leistungselektronischen Regelung einer getriebelosen Windkraftanlage, insbesondere einer küstennahen Hochsee-Windkraftanlage (Offshore-Windkraftanlage), die auch bei stark variierenden Windgeschwindigkeiten eine stets maximierte Leistungsumwandlung ermöglicht.

Die Erschließung und Nutzbarmachung erneuerbarer Energiequellen, insbesondere der Windenergie, unter Einsatz mehrerer zu einem Windpark zusammengeschlossener Windkraftanlagen gewinnt in Zeiten sich langfristig erschöpfender fossiler Brennstoffe, wie beispielsweise Steinkohle, Braunkohle und Erdöl sowie einer stetig ansteigenden Umweltbelastung durch Abgase und Verbrennungsrückstände und den daraus resultierenden Folgeerscheinungen immer mehr an Bedeutung.

Windkraft- oder Windenergieanlagen, mit ihrem üblicherweise mehrere zehn Meter hohen Mast, auf dessen Spitze sich eine Gondel zur Aufnahme einer Windturbine mit Rotor, mit meist ein bis drei Rotorblättern befindet, besitzen darüber hinaus in aller Regel noch einen an die Turbine gekoppelten Generator, gegebenenfalls mit zwischengeschaltetem Getriebe. Bei den in Windenergie- oder Windkraftanlagen eingesetzten Generatoren handelt es sich in den meisten Fällen um Asynchrongeneratoren, da diese aufgrund ihrer vergleichsweise einfachen und robusten Bauweise eine hohe Betriebssicherheit besitzen und nur geringe Wartungskosten bedingen. Werden diese Generato-

ren direkt an das jeweilige Strom- oder Versorgungsnetz angeschlossen, so muß die Turbinendrehzahl, die sich meist im Bereich zwischen 18 und 25 Umdrehungen pro Minute bewegt, mittels eines zwischengeschalteten Getriebes an die Generatordrehzahl, die durch die jeweilige Netzfrequenz von 50 oder 60 Hertz vorgegeben ist, angepaßt werden. Die somit durch die Netzfrequenz fest vorgegebene Turbinendrehzahl der Windkraftanlage wirkt sich jedoch bei wechselnden oder variierenden Windbedingungen nachteilig auf die Leistungsausbeute bzw. die gewinnbare Energiemenge aus. Die zur Verfügung stehende Windkraft oder Windenergie kann hier nicht vollwertig genutzt und ausgeschöpft werden und folglich auch nicht die maximal mögliche Leistung erzeugt bzw. umgewandelt werden.

Da Asynchrongeneratoren zum Betrieb stets induktive Blindleistung benötigen, entziehen die Windkraftanlagen dem Verbundnetz bei geringen Windstärken, wenn die erzeugte Wirkleistung gering und der Leistungsfaktor schlecht ist hauptsächlich induktive Blindleistung.

Die induktive Blindleistung wird in den meisten Fällen durch zwischengeschaltete Kondensatorbänke kompensiert. Abhängig von der erzeugten Wirkleistung werden diese Kondensatorbänke entweder in den Stromkreis geschaltet oder vom Stromkreis getrennt, um hierdurch den Leistungsfaktor des Generators zu erhöhen. Jedoch führt das willkürliche Ein- und Ausschalten der Kondensatorbänke zu unerwünschten Transienten im Netzstrom bzw. der Netzspannung.

Wie bekannt, erlaubt die Verwendung aktiver Gleichrichter im Ständerstromkreis eines Asynchrongenerators mit Käfig- oder Kurzschlußläufer bei konstanter Netzfrequenz einen Betriebsmodus mit variablen Dreh- oder Rotationsgeschwindigkeiten der Windturbine. Mittels Vektorregelung ist trotz sich ändernder Windverhältnisse sowohl eine Regelung des Maschinendrehmomentes, als auch der Drehzahl und somit ein Regeln auf den Punkt maximaler Leistungsumwandlung (MPP) möglich. In einer derartigen Anordnung ist zwingend neben dem generatorseitigen aktiven Gleichrichter auch ein netzseitig arbeitender Wechselrichter erforderlich, der die gewonnene Energie ins Netz einspeist.

Bei Verwendung von Asynchrongeneratoren ist zur Drehzahlanpassung ein Getriebe erforderlich, welches jedoch zu einem erhöhten Wartungs- und Instandhaltungsaufwand führt. Auch der vorzusehende, aktive Wechselrichter und die durch ihn bedingten, erhöhten Installationskosten sowie die reduzierte Zuverlässigkeit bzw. Verfügbarkeit reichen einer entsprechenden Kraftanlage zum Nachteil.

Zwar erlaubt die Verwendung eines doppelt gespeisten Induktions- oder Asynchrongenerators und einer Läufersteuerung oder -kontrolleinrichtung eine leistungsbezogene Verkleinerung des generatorseitigen, aktiven Wechselrichters und damit auch eine Reduktion der anfallenden Installationskosten, jedoch wird dieser geringe finanzielle Vorteil durch die erhöhten Generatorkosten wieder zunichte gemacht.

Bei einer demgemäßen Anordnung ist der Ständer des Generators direkt mit der dreiphasigen Netzleitung verbunden und der Läufer wird über einen aktiven Wechselrichter gespeist. Durch eine solche Beschaltung ist sowohl ein untersynchroner, als auch ein übersynchroner Betrieb des Generators möglich. Darüber hinaus erlaubt dieses Betriebsprinzip ein Regeln auf den Punkt maximaler Leistungsumwandlung (MPP) und einen Leistungsfaktor von Eins bei Netzeinspeisung. Nachteilig für die Betriebssicherheit und -zuverlässigkeit wirken sich neben dem immer noch vorhandenen Getriebe auch die Verwendung von Schleifringen aus.

Insbesondere im Falle küstennaher Hochsee-Windkraftwerke (Offshore-Windkraftwerke) oder -Windparks sind hohe Zuverlässigkeit, geringer Wartungsbedarf und demzufolge auch geringe Instandhaltungskosten der Anlagen von entscheidender Bedeutung. Leistungsstarke Turbinen oberhalb von einem Megawatt, rechtfertigen bereits die vergleichsweise hohen finanziellen Aufwendungen für die Installation und den Aufbau. Dennoch ist es auch hier wichtig, die Installations- und Betriebskosten der eingesetzten elektrischen Systeme so niedrig wie möglich zu halten.

Da gerade im küstennahen Hochsee-Bereich mit stark fluktuierenden Windstärken oder -geschwindigkeiten zu rechnen ist, erscheinen vorgenannte Systeme mit Asynchronmaschinen mit Getriebeankopplung aufgrund der vergleichsweise hohen mechanischen Beanspruchung und dem starken Verschleiß der Getriebe, der damit verbundenen

Störanfällig- und Betriebsunzuverlässigkeit sowie dem zu erwartenden Wartungsaufwand und den hohen Instandhaltungskosten für den Einsatz auf See als nicht geeignet.

Bei einer Ankopplung des Generators über Umrichter an das Netz führt insbesondere im Bereich der angegebenen hohen Leistungen von über einem Megawatt der Einsatz dem Generator nachgeschalteter aktiver leistungselektronischer Umrichter zu einer Herabsetzung der Betriebszuverlässigkeit und zu einer Kostenerhöhung. Desweiteren wird durch auftretende Verluste in den aktiven Leistungshalbleitern des aktiven Umrichters dessen Wirkungsgrad verringert, was die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerksanlage herabsetzt.

Windturbinen werden im wesentlichen durch ihre Leistungs-Geschwindigkeits-Kennlinie charakterisiert, das heißt die umgewandelte Leistung wird im Verhältnis zu oder in Abhängigkeit von der Drehgeschwindigkeit der Windturbine bzw. ihrer Welle betrachtet. Der durch eine Windturbine umgesetzte Leistungswert  $P_T$  hängt einerseits von den Dimensionen der entsprechenden Anlage, aber auch der Geometrie der Rotorblätter, der Luftdichte und der jeweilig zur Verfügung stehenden Windgeschwindigkeit ab. Für eine horizontal gelagerte Windturbine ergibt sich ihre Leistung gemäß folgender Relation

$$P_T = 0,5 \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v_w^3 \quad \text{Gleichung I,}$$

wobei  $\rho$  die Luftdichte,  $A$  die vom Wind durchströmte Fläche bzw. die von den Rotorblättern überstrichene Fläche und  $v_w$  die Windgeschwindigkeit bezeichnen.

Der Leistungsbeiwert  $C_p$  ist abhängig von der Geometrie der Rotorblätter sowie von der Schnellaufzahl  $\lambda$ , die als das Verhältnis der Geschwindigkeit der Rotorblattspitze  $v_R$  zur Windgeschwindigkeit  $v_w$  definiert ist.

$$\lambda = \frac{v_R}{v_w} = \frac{\omega \cdot R}{v_w} \quad \text{Gleichung II,}$$

hierbei ist  $\omega$  die Winkel- oder Drehgeschwindigkeit der Windturbine bzw. der Turbinenwelle und  $R$  der Radius der Turbine, gemessen vom Mittelpunkt der Drehachse bis zur Rotorblattspitze.

Der Leistungsbeiwert  $C_p$  erreicht sein Maximum stets nur für eine bestimmte Schnellaufzahl  $\lambda$  und damit ein bestimmtes Verhältnis von Spitzengeschwindigkeit  $v_R$  zu Windgeschwindigkeit  $v_W$ . Dies bedeutet aber, daß für jede Windgeschwindigkeit  $v_W$  eine ideale Rotordrehgeschwindigkeit oder -drehzahl existiert, die es erlaubt die Anlage im Grenzbereich maximaler Leistungsumwandlung zu betreiben.

Ausschlaggebend für die Entwicklung und Implementierung einer variablen Geschwindigkeitsregelung für eine Windkraftanlage ist demgemäß der Wunsch, in Abhängigkeit der vorherrschenden Windgeschwindigkeit jene optimierte Rotordrehgeschwindigkeit zu ermitteln und einzustellen, so daß stets der maximale Leistungsbeiwert  $C_p$  und damit die maximale Leistungsumwandlung der Windkraftanlage erreicht und gehalten bzw. gewährleistet werden kann.

Der Erfindung liegt die Aufgabe zugrunde, bei variierenden Windgeschwindigkeiten eine stets maximierte Leistungsumwandlung einer getriebelosen Windkraft- bzw. -energieanlage, insbesondere einer küstennahen Hochsee-Windkraft- bzw. Windenergieanlage (Offshore-Windenergieanlage), zu ermöglichen und zu gewährleisten.

Diese Aufgabe wird durch eine Vorrichtung und ein Verfahren zur drehzahlstellbaren leistungselektronischen Regelung einer oder mehrerer, über einen kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis zu einem Verbund gekoppelter, separat regel- und steuerbarer getriebeloser Windkraftanlagen, insbesondere küstennahe Hochsee-Windkraftanlagen, mit je einem mehrere zehn Meter hohen Mast auf dessen Spitze eine Gondel mit Windturbine und Generatoreinheit ruht, sowie wenigstens einer Umrichtereinheit zur Netzeinspeisung, einer aktiven leistungselektronischen Stelleinheit bzw. einem Feldsteller zur Drehmoment- und damit Drehzahlregelung sowie einer entsprechenden, vorzugsweise modular aufgebauten Regelvorrichtung gelöst.

Um bei variierenden Windgeschwindigkeiten den Punkt maximaler Leistungsumwandlung einer getriebelosen Windkraftanlage, insbesondere einer küstennahen Hochsee-

Windkraftanlage, zu erreichen und zu halten wird mittels der vorzugsweise aus mehreren Regelmodulen aufgebauten Regelvorrichtung erfindungsgemäß die Drehzahl des Rotors leistungselektronisch, in Abhängigkeit der vorherrschenden Windgeschwindigkeit variiert, so daß stets eine maximierte Leistungsumwandlung der Anlage erreicht wird.

Die erfindungsgemäße Vorrichtung weist hierbei eine oder mehrere, insbesondere im küstennahen Hochsee-Bereich (Offshore) befindliche, getriebelose Windkraftanlagen, -energieanlagen oder Windenergiewandlersysteme (WECS) mit einem mehrere zehn Meter hohen Mast und einer Windturbine mit Generatoreinheit auf. Die Windenergieanlagen bzw. ihre Generatoreinheiten sind gleichspannungsseitig über einen gemeinsamen kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis elektrisch parallel geschaltet und mittelbar miteinander verbunden bzw. gekoppelt.

Bei einer modular aufgebauten Regelvorrichtung ist jeder Generatoreinheit jeweils ein Regelmodul der Regelvorrichtung zugeordnet, das sich zur Verringerung der Leitungswege und damit der Schalt- bzw. Regelstrecke sowie der Regelzeiten vorzugsweise in unmittelbarer Nähe der Generatoreinheit befindet oder in diese integriert ist, gegebenenfalls jedoch, bei beispielsweise nicht-modularem Aufbau der Regelvorrichtung, auch separat von der eigentlichen Windkraftanlage in einer an Land befindlichen Schaltstation untergebracht sein kann.

Die Regelvorrichtung weist wenigstens drei unterschiedlich konfigurierte Regelmodulgruppen bzw. funktionale Regelbaugruppen auf, diese sind,

- Regelmodule der Generatoreinheiten,
  - Regelmodule der netzseitigen aktiven Wechselrichtereinheiten,
  - ein übergeordnetes Regelmodul, das als Schnittstelle zwischen den Regelmodulen der Generatoreinheiten und der aktiven Wechselrichtereinheiten fungiert und gesonderte, systemübergreifende Aufgaben, wie beispielsweise bei etwaig auftretenden Störungen oder Fehlverhalten das Auslösen oder Betätigen schaltungstechnisch integrierter Schutzvorrichtungen sowie gegebenenfalls das Erfassen der bei den jeweiligen Windenergieanlagen lokal vorherrschenden Windgeschwindigkeiten und das Ermitteln einer über den gesamten Windpark gemittelten Windgeschwindigkeit, wahrnimmt.
-



Alle Regelmodule sind vorzugsweise in Form digitaler Schaltungskomplexe mit jeweils mindestens einem digitalen Signalprozessor verwirklicht, können jedoch auch festverdrahtet mittels entsprechender analoger Regelemente, wie beispielsweise PI-Reglern, PT-Reglern, Zweipunktreglern, Tiefpässen, Subtrahierer, Multiplizierer, Komparatoren und Verstärkern realisiert werden.

Jede Generatoreinheit einer Windenergieanlage besitzt je einen Synchrongenerator, und einen mit ihm elektrisch in Reihe geschalteten Diodengleichrichter sowie einen aktiven, leistungselektronischen Stromsteller zur Bereitstellung der Felderregungsleistung (Feldsteller) und ein Regelmodul zur Regelung und Steuerung der Generatoreinheit und ihrer leistungselektronischen Baugruppen. Hierzu gehören insbesondere auch das Erfassen und Weiterverarbeiten relevanter Systeminformationen, wie beispielsweise der Maschinenströme, der Klemmenspannungen und der Drehzahl des Generators, sowie die Kommunikation und der Daten- bzw. Informationsaustausch mit dem übergeordneten Regelmodul der Regelvorrichtung.

Der Synchrongenerator ist hierbei direkt, das heißt ohne vermittelndes Getriebe mit der Windturbine der Windenergieanlage bzw. ihrer Turbinenwelle verbunden. Die Rotationsgeschwindigkeit der Turbine liegt in aller Regel bei ca. 18 bis 25 Umdrehungen pro Minute, kann aber auch darüber hinausgehen oder darunter absinken. Aufgrund des direkten Antriebs des Generators mit Rotationsgeschwindigkeiten im vorgenannten, langsamen Drehzahlbereich, ist der Synchrongenerator vorzugsweise mit einer großen Polanzahl von mehreren zehn oder hundert Polpaaren auszuführen. Der Synchrongenerator besitzt ein magnetisches Mischerregungssystem, welches sowohl Permanentmagnete als auch elektrische Feld- bzw. Erregerwicklungen aufweist. Er kann jedoch auch mit einer rein elektrischen Felderregung ausgeführt werden. Der statische Anteil des magnetischen Feldes bzw. die magnetische Grund- oder Ausgangsfeldstärke wird durch die vorhandenen Permanentmagnete erzeugt, wohingegen die Feld- bzw. Erregerwicklungen im stromdurchflossenen Zustand eine kontrollierbar veränderliche Feldkomponente erzeugen, deren Größe erfindungsgemäß von den vorherrschenden Windverhältnissen abhängig gemacht ist. Permanentmagnete und elektrische Feldwicklungen sind in den Läufer integriert. Die für die Erregung bzw. den daraus resultierenden Feldaufbau zu erbringende Leistung wird vermittels des Feldstellers dem kapazitiven

Gleichspannungszwischenkreis entzogen und mit Hilfe von Schleifringen und/oder Transformatoren in die Erregerwicklung übertragen. Erregerwicklungen und Feldsteller sind elektrisch parallel an den kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis geschaltet. Durch Variation der Stromstärke sowie der Stromrichtung in den Erregerwicklungen mittels des ausgangsseitig mit den Erregerwicklungen und eingangsseitig mit dem Gleichspannungszwischenkreis verbundenen Feldstellers läßt sich die magnetische Grundfeldstärke des Synchrongenerators sowohl erhöhen als auch erniedrigen. Jede Generatoreinheit besitzt darüber hinaus einen vorzugsweise passiven Gleichrichter mit Diodenbrücke, mit langsamen Dioden (Netzdioden), welche die im Generator erzeugte elektrische Leistung gleichrichtet und in den kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis einspeist. Der Diodengleichrichter ist mit dem Generator und dem kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis elektrisch in Reihe geschaltet. Die Gleichspannungsausgänge einer oder mehrerer solcher Generatoreinheiten des Windparks sind gleichspannungsseitig elektrisch parallel an den kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis geschaltet.

Da die Drehzahl der Windturbine bzw. ihres Rotors nicht durch einen bestimmten Wert fest vorgegeben ist, sondern in Abhängigkeit der Windstärke variieren kann, wird sich bei gegebener Windgeschwindigkeit jene Drehgeschwindigkeit der Turbine einstellen, bei welcher eine Art Gleichgewichtszustand zwischen der erzeugten oder umgewandelten elektrischen Leistung und der mechanischen Turbinenleistung gegeben ist.

Entspricht dieser Gleichgewichtszustand hinsichtlich der erzeugten Leistung und Drehgeschwindigkeit der Turbine dem Punkt maximaler Leistungsumwandlung, so ist sichergestellt, daß der Generator der Windturbine ungeachtet der jeweiligen Windgeschwindigkeit stets die maximal mögliche Leistung entnimmt. Von Vorteil ist hier, daß eine Messung oder Bestimmung der auftretenden Windgeschwindigkeiten nicht zwingend erforderlich ist.

Soll die Windkraft- oder Windenergieanlage, auch bei stark variierenden Windgeschwindigkeiten stets im Grenzbereich maximal möglicher Leistungsumwandlung betrieben werden, so muß ein maximaler Leistungsbeiwert  $C_{p,max}$ , der einer optimierten Schnellaufzahl  $\lambda_{opt}$  entspricht, eingestellt werden. Für jede gegebene Windgeschwindigkeit läßt sich die jeweils maximal erzeugbare oder umwandelbare Leistung  $P_{T,max}$  der Windkraftanlage schreiben als

$$P_{T,\max} = 0,5 \cdot C_{p,\max} \cdot \rho \cdot A \cdot v_W^3$$

Gleichung III.

Gleichung III kann auch umgeformt werden zu

$$P_{T,\max} = 0,5 \cdot C_{p,\max} \cdot \rho \cdot A \cdot v_W^3 = 0,5 \cdot C_{p,\max} \cdot \rho \cdot A \cdot \left( \frac{\omega \cdot R}{\lambda_{opt}} \right)^3$$

Gleichung IV,

$$= \left[ 0,5 \cdot C_{p,\max} \cdot \rho \cdot A \cdot \left( \frac{R}{\lambda_{opt}} \right)^3 \right] \cdot \omega^3 = K_{p,opt} \cdot \omega^3$$

wobei  $\rho$  die Luftdichte,  $A$  die vom Wind durchströmte Fläche bzw. die von den Rotorblättern überstrichene Fläche,  $v_W$  die Windgeschwindigkeit,  $C_{p,\max}$  den maximalen Leistungsbeiwert,  $\lambda_{opt}$  die optimale Schnellaufzahl,  $\omega$  die Drehzahl der Windturbine,  $R$  den Radius der Windturbine und  $K_{p,opt}$  eine turbinenspezifische Kenngröße bezeichnen.

Gemäß Gleichung IV wird deutlich, daß die maximal umwandelbare Leistung  $P_{T,\max}$  mit der dritten Potenz der Drehgeschwindigkeit  $\omega$  des Rotors variiert, wohingegen die anderen Parameter, bei konstanter Luftdichte  $\rho$ , im wesentlichen durch die spezifischen Eigenschaften und Charakteristika der Windturbine bestimmt werden.

Die Generatorströme, Klemmenspannungen und die Drehgeschwindigkeit des Synchrongenerators werden erfaßt und dem Regelmodul der Generatoreinheit zugeführt. Dieses bestimmt aus den vorgenannten Werten die Referenzleistung  $P_G^*$  sowie die sich aus den Generator- bzw. Maschinenströmen und Klemmenspannungen ergebende elektrische Leistung des Generators  $P_G$ . Das sich ergebende Leistungssignal  $P_G$  wird gefiltert, um beispielsweise durch Oberschwingungen in den Phasenströmen hervorgerufene Welligkeiten zu unterdrücken bzw. zu beseitigen, und als Entscheidungswert dem Eingang einer Schaltvorrichtung bzw. eines Betriebsmodenumschalters zugeführt. Liegt der Leistungswert  $P_G$  außerhalb eines vorbestimmten leistungsbezogenen Hysteresebandes, so kommt es gegebenenfalls zum Umschalten zwischen zwei unterschiedlichen Regel- bzw. Betriebsmoden.

Durch einen Vergleich der elektrischen Generatorleistung  $P_G$  mit dem vorbestimmten leistungsbezogenen Hysteresebereich oder -band wird entschieden in welchem Betriebs- oder Regelmodus die Windenergieanlage betrieben werden soll. Das heißt, ob die Anlage bei variablen Turbinendrehzahlen auf den Punkt maximaler Leistungsumwandlung geregelt wird, oder ob eine Regelung der Leistungsumwandlung bei einer festen, maximal zulässigen Drehzahl der Windturbine erfolgt. Fallspezifisch wird ein Schaltsignal generiert, welches das Umschalten in den jeweils anderen Betriebsmodus auslöst sowie ein dem jeweiligen Betriebsmodus entsprechendes Referenzleistungssignal  $P_G^*$  generiert.

Das Umschalten zwischen der Regelung auf den Punkt maximaler Leistungsumwandlung bei variablen Turbinendrehzahlen und der Regelung der Leistungsumwandlung bei konstanter Drehgeschwindigkeit der Windturbine erfolgt mit Hilfe einer Schaltvorrichtung, die innerhalb des leistungsbezogenen Hysteresebandes betrieben wird, um auf diese Weise ein Zittern oder Flackern des Signals durch ständiges Umschalten zwischen den Betriebsmodi zu verhindern. Die erzeugte elektrische Leistung des Generators  $P_G$  dient hier nach Durchlaufen eines Tiefpaßfilters als Entscheidungsparameter für das Generieren eines Schaltsignals zum Umschalten zwischen den beiden Regel- oder Betriebsmoden.

Bis zum Erreichen der maximal zulässigen Drehgeschwindigkeit der Windturbine bzw. bis zum Überschreiten des durch das Hystereseband gekennzeichneten Leistungsreiches wird die Referenzleistung  $P_G^*$  gemäß Gleichung IV bestimmt, so daß gilt  $P_G^* = P_{T,max}$ . Ist jedoch die maximal zulässige Drehgeschwindigkeit des Rotors bzw. ein dieser Drehzahl entsprechender, oberhalb des Hysteresebandes befindlicher Leistungsreich erreicht, so daß eine weitere Erhöhung der Dreh- oder Rotationsgeschwindigkeit der Turbinenwelle im Hinblick auf sicherheitsrelevante Aspekte, Materialbeanspruchung oder Verschleiß als nicht ratsam erscheint, so wird die Referenzleistung  $P_G^*$  mittels einer in das Regelmodul der Generatoreinheit integrierten Drehzahlregel- oder Drehzahlstellvorrichtung generiert, die gleichzeitig die Drehgeschwindigkeit der Welle auf den maximal zulässigen Wert begrenzt bzw. limitiert. Gleichzeitig wird dafür gesorgt, daß dieser Drehzahlwert so lange beibehalten wird, bis die elektrische Leistung des Generators  $P_G$  den durch das Hystereseband vorgegebenen Leistungsbereich unterschritten hat. Wird der durch das Hystereseband vorgegebene Leistungsbereich unterschritten,

so erfolgt ein erneuter Wechsel in den Regelmodus mit variablen Turbinen- oder Generatordrehzahlen, in welchem die Referenzleistung  $P_G^*$  wieder gemäß Gleichung IV bestimmt wird.

Im Regelmodul der Generatoreinheit wird die Referenzleistung  $P_G^*$  ständig mit der elektrischen Leistung des Generators  $P_G$  verglichen. Weicht die Referenzleistung  $P_G^*$  vom Wert der elektrischen Leistung des Generators  $P_G$  ab, so wird mit der sich ergebenden Differenzleistung ein Proportional-Integral-Regler betrieben, der einen Referenzstrom  $I_E^*$  zum Ansteuern des Feldstellers der Generatoreinheit und damit zum Steuern oder Regeln des variablen Erregerfeldes der Synchronmaschine liefert. Das variable Erregerfeld des Generators wird über den beispielsweise als Tiefsetzsteller ausgeführten Feldsteller der Generatoreinheit gespeist. Dieser ist eingangsseitig mit dem kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis verbunden. Das Erregerfeld und damit das Drehmoment des Generators wird hierbei derart verändert, daß die Leistungsdifferenz zwischen der Referenzleistung  $P_G^*$  und der elektrischen Generatorleistung  $P_G$  verschwindet.

Eine entsprechende Stromregelung erlaubt es, den Feld- oder Erregerstrom in Abhängigkeit des Referenzstromes  $I_E^*$  schnell zu variieren, wobei die Änderungsgeschwindigkeit durch die Induktivität der Erregerwicklung bzw. die Zeitkonstante des Erregerfeldes begrenzt ist. Das Erregerfeld, lediglich begrenzt durch seine Zeitkonstante, stellt sich somit unmittelbar auf seinen neuen Wert ein. Dies bewirkt eine schnelle Angleichung der elektrischen Generatorleistung  $P_G$  an die Referenzleistung  $P_G^*$ .

Wird bei vorgenanntem Regel- und Kontrollverfahren die Spannung des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises konstant gehalten, so kann es bei geringen Windstärken zu einem lückenden Generatorstrom kommen. Dies rührt daher, daß unter vorgenannten Bedingungen die Regelung bestrebt ist, die Drehzahl der Turbine zum Erreichen eines optimalen Verhältnisses zwischen Drehzahl und Windgeschwindigkeit und damit des Punktes maximaler Leistungsumwandlung zu verringern, gleichzeitig aber die Spannung des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises auf einem konstant hohen Niveau gehalten werden soll. Demzufolge muß die Felderregung bzw. Feldstärke simultan erhöht werden, um die generatorseitige elektromotorische Kraft zu erhöhen. Ein vergleichsweise kleiner Strom ist ausreichend um die entsprechend benötigte Wirklei-

stung aufzubringen. Zusätzlich ist ein Stromfluß immer genau dann möglich, wenn die generatorseitige elektromotorische Kraft die Spannung des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises übersteigt, was zur Folge haben kann, daß der aus einer geringen Leistungsumwandlung resultierende Strom lückt.

Optional läßt sich dies vermeiden, indem erfindungsgemäß die Spannung des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises in Abhängigkeit einer mittleren Windgeschwindigkeit des Windparks geregelt wird.

Hierzu müssen ergänzend zu vorgenanntem Regelverfahren jeweils die bei den einzelnen Kraftanlagen auftretenden Windgeschwindigkeiten gemessen und an das übergeordnete Regelmodul der modular aufgebauten Regelvorrichtung, das vorzugsweise in einer an der Küste befindlichen Schaltstation untergebracht ist, übermittelt und dort weiterverarbeitet werden. Das Regelmodul bestimmt daraufhin aus den bereitgestellten Daten eine über den gesamten Windpark gemittelte mittlere Windgeschwindigkeit. Anschließend wird das sich hieraus ergebende mittlere Windsignal mittels eines Tiefpassfilters geglättet und den Regelmodulen der netzseitigen aktiven Wechselrichtereinheiten zugeführt. Die in den Regelmodulen erzeugte Referenzspannung  $U_{dc}^*$  für den kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis bzw. die netzseitig befindlichen aktiven Wechselrichter, ergibt sich hierbei als lineare Funktion des gefilterten mittleren Windsignals. Zur Gewährleistung einer betriebssicheren Arbeitsweise der eingesetzten Halbleiterbauelemente wird der Spannungswert des Gleichspannungszwischenkreises auf minimal 80% und maximal 120 bis 140% seines ursprünglichen Wertes begrenzt. Dieses Prinzip läßt sich auch bei höheren Spannungswerten anwenden.

Die erzeugte oder umgewandelte elektrische Leistung des jeweiligen Generators wird mittels eines Diodengleichrichters gleichgerichtet und von der küstennahen Hochseewindkraftanlage oder dem -Windpark über ein auf Mittelspannungs- oder Hochspannungsniveau liegendes Unterwassergleichstromkabel an eine an Land oder der Küste befindliche Schalt- oder Zwischenstation übertragen. Das Unterwassergleichstromkabel ist hierbei Teil des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises.

In der Schalt- oder Zwischenstation befindet sich eine Schnittstelle zur Leistungseinkopplung in das Verbund- oder Verbrauchernetz mit mindestens einer netzseitigen akti-

ven Wechselrichtereinheit, mit jeweils einem Wechselrichter mit Pulsbreitenmodulation (PWM Wechselrichter), bei dem es sich, in Abhängigkeit der am Gleichspannungszwischenkreis anliegenden Spannung und der bemessenen Leistungsgrenze der Kraftanlagen, beispielsweise um einen mit Thyristoren, insbesondere IGCT's (Integrated Gate Commutated Thyristors), GTO's (Gate Turn-Off Thyristors), ETO's, MCT's (Metal Oxide Semiconductor Controlled Thyristors), MTO's (Metal Oxide Semiconductor Turn-Off Thyristors) oder einen mit Transistoren, insbesondere IGBT's (Insulated Gate Bipolar Transistors), bestückten Zwei- oder Mehrpunktwechselrichter handelt. Auch ein mit SiC-Halbleiterschaltern bestückter Wechselrichter ist möglich und einsetzbar. Zudem weist die Schaltstation pro vorhandener aktiver Wechselrichtereinheit noch jeweils ein zugehöriges Regelmodul sowie das übergeordnete Regelmodul der modular aufgebauten Regelvorrichtung auf.

Entgegen bekannten Anordnungen auf der Grundlage von Synchrongeneratoren und Thyristor/GTO-Konvertern mit direkter Stromanbindung ist hier insbesondere das nicht Vorhandensein der dort erforderlichen großen Glättungsdröseln von Vorteil. Auch der Einsatz eines Diodengleichrichters zum Gleichrichten der vom jeweiligen Generator erzeugten elektrischen Leistung ist aufgrund der geringen Kosten, der hohen Zuverlässigkeit, den geringen zu erbringenden Erregerleistungen und dem guten Wirkungsgrad passiver Gleichrichter gegenüber bekannten Anordnungen von Vorteil.

Die erzeugte Leistung wird bei einem Leistungsfaktor von Eins oder einem anderen vorbestimmten Wert mit sinusförmigem Netzstrom wieder in das Verbund- bzw. Verbrauchernetz eingespeist. Die netzseitig befindlichen Wechselrichtereinheiten sind mit dem Verbund- oder Verbrauchernetz zur Spannungsanpassung über einen oder mehrere Transformatoren verbunden, die vom Versorgungsnetz durch wenigstens einen Leistungsschutzschalter trennbar sind.

Bei Auftreten eines Kurzschlußfehlers in einer oder mehreren der netzseitig befindlichen Wechselrichtereinheiten können diese durch Öffnen entsprechender Schutzschalter von den Generatoreinheiten isoliert werden. Da in einem solchen Fall gegebenenfalls eingesetzte Zwischenkreiskondensatoren Gefahr laufen würden, durch die erzeugte Energie überladen zu werden, ist ein DC-Zerhacker bzw. DC-Chopper parallel in den

Gleichspannungszwischenkreis geschaltet, um die erzeugte Energie abzuführen, bevor die erzeugenden Einheiten bzw. die Generatoreinheiten abgeschaltet werden können.

Vorteilhaft verhindert bei fehlerhaftem Verhalten oder Versagen des generatorseitig befindlichen Diodengleichrichters eine Sperrdiode das Einspeisen der erzeugten Leistung aus parallelen Einheiten auf die fehlerhafte Diodenbrücke.

Die Integration weiterer Schutzmaßnahmen in den Basisaufbau ist möglich und kann bei Bedarf vorgenommen werden.

Die weitere Erläuterung und Darlegung der Erfindung erfolgt anhand von einigen Figuren und Ausführungsbeispielen.

Weitere vorteilhafte Ausgestaltungen der Erfindung sind den Figurenbeschreibungen und den abhängigen Ansprüchen zu entnehmen.

Es zeigen:

- Fig. 1      Schematisch dargelegter leistungselektronischer Aufbau eines erfindungsgemäßen küstennahen Hochsee-Windparks
  - Fig. 2      Prinzipaufbau der modular aufgebauten Regel- und Kontrollvorrichtung
  - Fig. 3a     Regelkreis bei konstant gehaltener Spannung des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises
  - Fig. 3b     Optionaler Regelkreis bei, in Abhängigkeit einer mittleren Windgeschwindigkeit, variabler Spannung des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises
  - Fig. 4      Verlauf des Leistungsbeiwertes  $C_p$  als Funktion der Schnellaufzahl  $\lambda$
  - Fig. 5      Leistungs-Geschwindigs-Kennlinien für eine 1,5 MW Windturbine und Windgeschwindigkeiten im Bereich zwischen 5 und 15 m/s
  - Fig. 6a     Der Simulation des Regelverfahren zugrunde gelegte Windgeschwindigkeit als Funktion der Zeit
  - Fig. 6b     Sich aus der Simulation des Regelverfahren ergebende Drehzahl der Windturbine als Funktion der Zeit
-



- Fig. 6c      Sich aus der Simulation des Regelverfahren ergebende Erregung des Generators als Funktion der Zeit
- Fig. 6d      Sich aus der Simulation des Regelverfahren ergebende umgewandelte elektrische Leistung des Generators als Funktion der Zeit

In Fig. 1 ist der leistungselektronische Aufbau eines erfindungsgemäßen küstennahen Hochsee Windparks schematisch dargelegt. Demgemäß weist ein solcher Windpark eine oder mehrere Windkraft- oder Windenergieanlagen mit jeweils einer Windturbine mit Generatoreinheit 1, einen kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis 2 mit DC-Chopper 3, mindestens eine nicht generatorseitig befindliche aktive Wechselrichtereinheit 4 sowie mindestens einen Transformator 5 zur Netzeinkopplung der erzeugten elektrischen Leistung auf.

Die Generatoreinheit 1 jeder Windenergieanlage besitzt im hier gezeigten Beispiel je einen Dreiphasensynchrongenerator 6 sowie einen mit ihm in Reihe geschalteten Diodengleichrichter 7. Der Dreiphasensynchrongenerator 6 mit einer vorzugsweise großen Polanzahl ist direkt mit der Windturbine der Windenergieanlage bzw. ihrer Turbinenwelle verbunden. Der Dreiphasensynchrongenerator 6 besitzt ein magnetisches Mischerregungssystem, welches sowohl im Läufer 9 integrierte Permanentmagnete als auch elektrische Feld- bzw. Erregerwicklungen aufweist. Er kann aber auch ausschließlich elektrisch erregt werden. Die für die Erregung bzw. den daraus resultierenden Feldaufbau zu erbringende Leistung wird dem kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis 2 kontrolliert mittels eines Feldstellers 8 entzogen und mit Hilfe von Schleifringen und/oder Transformatoren auf den Läufer 9 bzw. sein Erregerfeld übertragen. Jede Generatoreinheit 1 besitzt darüber hinaus einen passiven Diodengleichrichter 7 mit Dreiphasendiodenbrücke, welche die im Ständer 10 des Dreiphasensynchrongenerators 6 erzeugte elektrische Leistung gleichrichtet und in den kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis 2 einleitet. Die Dreiphasendiodenbrücke ist zwischen Ständer 10 und Gleichspannungszwischenkreis 2 geschaltet. Die Gleichspannungsausgänge einer oder mehrerer solcher Generatoreinheiten 1 des Windparks sind parallel zueinander in den kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis 2 geschaltet. Die auf See in den kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis 2, der anteilig als Unterwassergleichstromkabel 11 ausgeführt ist, eingekoppelte elektrische Leistung wird zu einer an Land bzw. der Küste befindlichen Schalt- oder Zwischenstation 12 mit mindestens einer Schnittstelle zur Lei-

stungseinkopplung in das Verbund- oder Verbrauchernetz geleitet. Die Schaltstation 12 beinhaltet mindestens eine netzseitige aktive Wechselrichtereinheit 4, mit jeweils einem Dreiphasenwechselrichter 13 mit Pulsbreitenmodulation (PWM Wechselrichter), bei dem es sich, in Abhängigkeit der bemessenen Spannung des Gleichspannungszwischenkreises 2 und der bemessenen Leistungsgrenze der Kraftanlagen, um einen mit Thyristoren, Transistoren oder SiC-Halbleiterschaltern bestückten Zwei- oder Mehrpunktwechselrichter handelt. Möglich ist hier auch eine Parallelschaltung mehrerer Wechselrichter, wobei die Einspeisung auch über phasenverschobene Drehstromsysteme erfolgen kann. Solche phasenverschobenen Drehstromsysteme können beispielsweise durch verschiedene Transformatorschaltgruppen realisiert werden. Die erzeugte Leistung wird bei einem Leistungsfaktor von Eins oder einem anderen vorbestimmten Wert mit sinusförmigem Netzstrom wieder in das Verbund- bzw. Verbrauchernetz eingespeist. Die nicht generatorseitig befindlichen aktiven Wechselrichtereinheiten 4 sind mit dem Verbund- oder Verbrauchernetz über einen oder mehrere Transformatoren 5 verbunden, die vom Versorgungsnetz wiederum durch mindestens einen Leistungsschutzschalter 14 separiert sind. Bei Auftreten eines Kurzschlußfehlers in einer oder mehreren der netzseitig befindlichen Wechselrichtereinheiten 5 können diese durch Öffnen der entsprechenden Schutzschalter 15 von den Generatoreinheiten 1 isoliert werden. Da in einem solchen Fall, eingesetzte Zwischenkreiskondensatoren Gefahr laufen würden durch die erzeugte Energie überladen zu werden, ist ein DC-Chopper 3 parallel in den Gleichspannungszwischenkreis 2 geschaltet, um die erzeugte Energie abzuführen bevor die erzeugenden Einheiten bzw. die Generatoreinheiten 1 abgeschaltet werden können. Vorteilhaft verhindert darüber hinaus, bei fehlerhaftem Verhalten oder Versagen des generatorseitig befindlichen Diodengleichrichters 7, eine Sperrdiode 16 das Einspeisen erzeugter Leistung aus parallelen Einheiten auf die fehlerhafte Diodenbrücke, beispielsweise im Falle eines Kurzschlusses.

Die Überwachung und Regelung sowohl des gesamten küstennahen Hochsee-Windparks als auch der einzelnen Kraftanlagen sowie deren leistungselektronischer Gerätekomponenten oder Bauelemente erfolgt mittels der in Fig. 2 gezeigten modular aufgebauten Regel- und Kontrollvorrichtung 20. Die Regelvorrichtung 20 enthält hierbei Regelmodule 21 zur Regelung und Überwachung der Generatoreinheiten 1, wobei jeder Generatoreinheit 1 ein separates Regelmodul 21 zugeordnet ist, Regelmodule 22 zur Regelung und Überwachung der nicht generatorseitig befindlichen aktiven Wechsel-

richter 13, wobei auch hier jedem netzseitigen Wechselrichter 13 ein separates Regelmodul 22 zugeordnet ist, sowie ein übergeordnetes Regelmodul 23, das die anderen Regelmodule 21 und 22 überwacht, mit diesen kommuniziert und übergreifende Funktionen, wie beispielsweise bei auftretenden Störungen das Betätigen bzw. Aktivieren von Schutzschaltern 15 und/oder DC-Chopper 3 wahrnimmt.

Das Regelmodul 21 einer Generatoreinheit erfaßt als Eingangsgrößen beispielsweise die Klemmenspannungen, die Maschinenströme sowie die Drehzahl  $\omega$  des Generators und erzeugt daraus erfindungsgemäß einen für den Feldsteller 8 der jeweiligen Generatoreinheit bestimmten Referenzstrom  $I_E^*$  zur Anpassung des Erregerstromes und damit des Drehmomentes und der Drehzahl  $\omega$  des Generators und in Folge dessen eine Regelung bzw. Optimierung der Leistungsumwandlung der Windkraftanlage.

Das Regelmodul 22 der jeweiligen aktiven netzseitigen Wechselrichtereinheit 4 erhält als Eingangssignale die Spannung  $U_{dc}$  des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises 2, die Netzspannung, den Netzstrom sowie optional vom übergeordneten Regelmodul eine Referenzspannung  $U_{dc}^*$  zur Anpassung oder Änderung der Spannung des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises 2.

In Fig. 3a ist eine schematische Darstellung des erfindungsgemäßen Regelkreises zur Erreichung einer maximierten Leistungsumwandlung einer Kraftanlage gezeigt.

Die Maschinenströme und Klemmenspannungen des Generators sowie seine momentane Drehzahl  $\omega$  werden erfaßt und die elektrische Leistung des Generators  $P_G$  in einer funktionalen Einheit 30 des der Generatoreinheit 1 zugehörigen Regelmoduls 21 ermittelt. Das resultierende Leistungssignal wird über einen Tiefpaß 31 gefiltert und mittels eines Zweipunktreglers mit Hysterese 32 mit einem durch den Regler festgelegten leistungsbezogenen Hystereseband bzw. -bereich, der durch einen oberen und einen unteren Grenz- oder Schwellenwert definiert wird, verglichen. Liegt der Leistungswert  $P_G$  außerhalb des gegebenen Hysteresebandes, so generiert der Zweipunktregler 32 gegebenenfalls ein Schaltsignal das eine Schaltvorrichtung oder einen Schalter 33 zum Umschalten zwischen den beiden möglichen Regelmodi, nämlich einer Regelung auf den Punkt maximaler Leistungsumwandlung mit variablen Rotordrehzahlen und einer Regelung der Leistungsumwandlung der Windenergieanlage bei fester, maximal zulässiger Rotordrehzahl, bewegt.

Hierbei sind insgesamt vier mögliche Fälle zu unterscheiden:

1. Arbeitet die Regelung momentan bei variablen Rotordrehzahlen  $\omega$  und liegt die ermittelte elektrische Generatorleistung  $P_G$  innerhalb oder unterhalb des durch den Zweipunktregler 32 vorgegebenen leistungsbezogenen Hysteresebandes, so generiert der Regler 32 ein Schaltsignal, das den Schalter 33 dazu veranlaßt, die mittels eines nichtlinearen Regelgliedes 34 gemäß Gleichung IV, in Abhängigkeit der Drehzahl  $\omega$  bestimmte Referenzleistung  $P_G^*$  für die weitere Betrachtung heranzuziehen, wobei gilt  $P_G^* = P_{T, \max}$ . Es erfolgt kein Umschalten in den anderen Regelmodus, variable Drehzahlen  $\omega$  der Windturbine sind zugelassen.
2. Arbeitet die Regelung momentan bei variablen Rotordrehzahlen  $\omega$  und liegt die ermittelte elektrische Generatorleistung  $P_G$  oberhalb des durch den Zweipunktregler 32 vorgegebenen leistungsbezogenen Hysteresebandes, so generiert der Regler 32 ein Schaltsignal, das den Schalter 33 dazu veranlaßt eine Referenzleistung  $P_G^*$  für die weitere Betrachtung heranzuziehen, die der mittels eines Vergleichers 35 gebildeten Differenz zwischen der momentanen Drehzahl  $\omega$  und der maximal zulässigen Drehzahl  $\omega^*$  proportional ist und mittels eines PI-Regelgliedes 36 generiert wird. Hierbei gilt  $P_G^* = P_{\omega, \omega^*}$ . Es gilt Umschalten auf eine Regelung der Leistungsumwandlung mit der maximal zulässigen Drehzahl  $\omega^*$  der Windturbine.
3. Arbeitet die Regelung momentan mit der festen Rotordrehzahl  $\omega^*$  und liegt die errechnete elektrische Generatorleistung  $P_G$  innerhalb oder oberhalb des durch den Zweipunktregler 32 vorgegebenen leistungsbezogenen Hysteresebandes, so wird der bestehende Regelmodus beibehalten und mittels des PI-Regelgliedes 36 eine Referenzleistung  $P_G^*$  generiert, die der im Vergleich 35 gebildeten Differenz zwischen der momentanen Drehzahl  $\omega$  und der maximal-zulässigen Drehzahl  $\omega^*$  proportional ist. Hierbei gilt  $P_G^* = P_{\omega, \omega^*}$ . Diese Referenzleistung  $P_G^*$  wird für das weitere Regelverfahren herangezogen. Die Regelung mit konstanter Drehzahl  $\omega^*$  wird beibehalten und es erfolgt kein Umschalten in den anderen Betriebsmodus.
4. Arbeitet die Regelung momentan bei fester Rotordrehzahl  $\omega^*$  und liegt die ermittelte Generatorleistung  $P_G$  unterhalb des durch den Zweipunktregler 32 vorgegebenen leistungsbezogenen Hysteresebandes, so generiert der Zweipunktregler 32 ein Schaltsignal, das den Schalter 33 dazu veranlaßt die mittels eines nichtlinearen Regelgliedes 34 gemäß Gleichung IV, in Abhängigkeit der Drehzahl  $\omega$  bestimmte Referenzleistung  $P_G^*$  für die weitere Betrachtung heranzuziehen, wobei gilt  $P_G^* = P_{T, \max}$ . Es erfolgt kein Umschalten in den anderen Regelmodus, variable Drehzahlen  $\omega$  der Windturbine sind zugelassen.

renzleistung  $P_G^*$  für das weitere Verfahren heranzuziehen, wobei gilt  $P_G^* = P_{T,max}$ . Variable Drehzahlen  $\omega$  der Windturbine sind zugelassen und es erfolgt ein Umschalten in den anderen Regelmodus, d.h. ein Regeln auf den Punkt maximaler Leistungsumwandlung bei variablen Drehzahlen.

Die mittels des Schalters 33 selektierte Referenzleistung  $P_G^*$  wird zunächst in einem Vergleich 37 mit der elektrischen Generatorleistung  $P_G$  verglichen und dann mittels eines PI-Regelgliedes 38 ein der Leistungsdifferenz proportionaler Referenzstrom  $I_E^*$  erzeugt, der daraufhin zur Anpassung des Erregerstroms dem Feldsteller 8 der jeweiligen Generatoreinheit zugeführt wird.

Gesteuert durch den Referenzstrom  $I_E^*$  erfolgt mittels des Feldstellers 8 eine Anpassung und Regelung des Erregerstroms und damit des Generatordrehmoments derart, daß die Leistungsdifferenz zwischen Referenzleistung  $P_G^*$  und Generatorleistung  $P_G$  verschwindet, wodurch eine Regelung und Begrenzung der Drehzahl und somit eine Regelung und Optimierung der Leistungsumwandlung der Windkraftanlage ohne Messung und Kenntnis der vorherrschenden Windgeschwindigkeiten ermöglicht wird.

Indem jeder Generatoreinheit 1 ein eigenes Regelmodul 21 zugehört, ist eine separate, individuelle Regelung auch mehrerer in einem Verbund, beispielsweise in einem Windpark und insbesondere in einem küstennahen Hochsee-Windpark zusammengeschlossener Windkraftanlagen gewährleistet. Dies ist insbesondere dann von Vorteil, wenn innerhalb des Windparks standortbedingte Windstärkeunterschiede zu verzeichnen sind, die dann individuell von den jeweiligen Windenergieanlagen ausgeregelt und kompensiert werden können.

Zudem ist durch die leistungselektronische Regelung der Leistungsumwandlung mittels Anpassung des Generatordrehmomentes gegenüber einer Drehmomentänderung der Windturbine mittels Winkelverstellung der Rotorblätter ein vergleichsweise schneller oder kurzer Regelzyklus möglich. Ein Sachverhalt, der durch die lokale Nähe zwischen ausführendem Regelmodul 21 und Generatoreinheit 1 noch gefördert bzw. unterstützt wird.

Da bei vorgenanntem Regel- und Kontrollverfahren die Spannung des Gleichspannungszwischenkreises 2 konstant gehalten wird, kann es bei geringen Windstärken zu einer lückenden Stromwellenform kommen. Optional kann Solches vermieden werden, in dem der Spannungswert des Gleichspannungszwischenkreises 2 in Abhängigkeit einer über den gesamten Windpark gemittelten Windgeschwindigkeit, gemäß Fig. 3b, angepaßt wird.

Wie in Fig. 3b gezeigt, ist hierfür zusätzlich zu dem aus Fig. 3a bekannten Regelverfahren eine Erfassung der jeweils bei den einzelnen Kraftanlagen auftretenden Windgeschwindigkeiten  $v_1 \dots v_n$  erforderlich. Die ermittelten Windgeschwindigkeiten  $v_1 \dots v_n$  werden dem übergeordneten Regelmodul 23 zugeführt und mittels eines Regelgliedes 39 eine über den gesamten Windpark gemittelte Windgeschwindigkeit ermittelt. Das resultierende Signal der mittleren Windgeschwindigkeit wird vermittels eines Tiefpassfilters 39 geglättet und den Regelmodulen 22 der aktiven Wechselrichtereinheiten 4 zugeführt. Die Referenzspannung  $U_{dc}^*$  des Gleichspannungszwischenkreises 2 für die netzseitig befindlichen Wechselrichter 13 wird als lineare Funktion des gefilterten Signals durch ein entsprechendes Regelglied 40 bestimmt und dem entsprechenden Wechselrichter 13 zugeführt, wodurch eine von der Windgeschwindigkeit und damit der Leistungsumwandlung abhängige Anpassung der Spannung  $U_{dc}$  des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises 2 erreicht wird.

Die in den Figuren 3a und 3b gezeigten Regel- und Stellglieder sind vorzugsweise im Rahmen digitaler Signalprozessoren zu realisieren, können jedoch auch durch Festverdrahtung entsprechender analoger Regelvorrichtungen oder Regelglieder verwirklicht werden.

In Fig. 4 ist repräsentativ für eine Turbine der Kurvenverlauf des Leistungsbeiwertes  $C_p$  als Funktion der Schnellaufzahl  $\lambda$  gezeigt. Mit Hilfe der dargelegten Kurve läßt sich unter Verwendung von Gleichung I und Gleichung II die charakteristische Leistungsgeschwindigkeits-Kennlinie bestimmen.

Eine solche, für Windturbinen typische Kennlinie ist in Fig. 5 für eine Windturbine mit einer Leistung von 1,5 MW und Windgeschwindigkeiten im Bereich zwischen 5 m/s und 15 m/s aufgezeigt. Deutlich ist hier eine Verschiebung der Drehgeschwindigkeit oder

Drehzahl der Turbine mit zunehmender Windgeschwindigkeit in Richtung zunehmender Werte im Punkt maximaler Leistungsumwandlung zu beobachten. Die dick durchgezogene Linie 50 beschreibt die maximierte Leistungsumwandlung, wobei Punkt A den Umschaltzeitpunkt einer Regelung bei variablen Drehzahlen zu einer Regelung bei einer festen, maximal zulässigen Drehzahl markiert. Leistungswerte zwischen den Punkten A und B werden bei konstanter Drehzahl durch Variation des Generator Drehmomentes erreicht. Für den Fachmann offensichtlich, erlaubt eine vergleichsweise hohe Windstärke bzw. Windgeschwindigkeit bei entsprechend großen Wellendrehzahlen der Turbine auch eine demgemäß hohe Ausgangsleistung der Windkraftanlage.

Die in den Figuren 6a, 6b, 6c und 6d wiedergegebenen Kurven resultieren aus einer Simulation des dargelegten Regelverfahrens bei konstant gehaltener Spannung  $U_{dc}$  des Gleichspannungszwischenkreises 2, wobei der Simulation die folgenden Maschinen-  
daten zugrunde gelegt wurden.

#### Spezifische Daten des Synchrongenerators 6:

- bemessene Leistung	1,5 MW
- bemessene Klemmenspannung	3,3 kV, dreiphasig
- Polanzahl	200
- bemessene Drehgeschwindigkeit der Welle	18 U/min
- bemessener Phasenstrom	262,4 A
- antriebsseitige Elektromotorische Kraft	165,5 Vmin/U (pro Phase)
- Induktivität des Synchrongenerators	46 mH (angenommen $x_s = 1,2$ p.u.)

#### Spezifische Daten der Windturbine:

- bemessene Leistung	1,5 Mw
- bemessene Drehgeschwindigkeit der Welle	18 U/min
- Radius des Rotors	33 m
- vom Wind durchströmte Fläche	3421 m <sup>2</sup>
- Drehmoment	1062937 kgm <sup>2</sup>
- $C_p$ - $\lambda$ - Kennlinie wie in Fig. 4	

Vergleicht man die in Fig. 6a aufgetragene zeitlich variierende Windgeschwindigkeit mit der in Fig. 6b als Funktion der Zeit erfaßten Drehgeschwindigkeit der Turbinenwelle, so läßt sich beobachten, daß die Wellengeschwindigkeit oder Drehzahl der Windturbine näherungsweise mit der Windgeschwindigkeit variiert, wodurch gezeigt ist, daß das erfindungsgemäße Regelverfahren erwartungsgemäß auf den Punkt maximaler Leistungsumwandlung der Turbine regelt.

In Fig. 6c ist der zeitliche Verlauf der Erregung des Generators 6, bei konstant gehaltener Spannung des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises 2, in  $V_{\min}/U$  aufgetragen. Er entspricht weitgehend dem in Fig. 6d dargelegten zeitlichen Verlauf der erzeugten oder umgewandelten Leistung.

Eine Drehzahlregelung bzw. eine Limitierung oder Festsetzung der Drehzahl auf den maximal zulässigen Wert greift genau dann, wenn die erzeugte bzw. umgewandelte Leistung die obere vorbestimmte Leistungsschwelle von 800 kW überschreitet und schaltet wieder ab bzw. aus, wenn die Leistung die vorbestimmte untere Leistungsschwelle von 650 kW unterschreitet. Dieses Verhalten, das dem durch Fig. 3a sowie der zugehörigen Beschreibung wiedergegebenen Regelschema entspricht, läßt sich anhand von Fig. 6b, 6c und 6d nachvollziehen. Die turbinenspezifische maximal zulässige Drehgeschwindigkeit  $\omega^*$  liegt hier bei ca. 18 U/min. Trotz sich ändernder Windgeschwindigkeiten wird, wie in Fig. 6b gezeigt, nach ca. 220 Sekunden die Drehzahl der Windturbine durch vorgenanntes Regelverfahren nahezu konstant auf dem maximal zulässigen Wert gehalten. Gleichzeitig läßt sich, wie in Fig. 6c und Fig. 6d gezeigt, jedoch beobachten, daß sowohl die Erregung, als auch die umgewandelte Leistung der sich ändernden Windgeschwindigkeit weitgehend folgen. Schwankungen in der erzeugten Leistung lassen sich vermehrt im Betriebsmodi mit konstanter Drehzahl der Turbine beobachten. Ein solches Verhalten ist jedoch zu erwarten, da bei konstanter Geschwindigkeit der Windturbine keine Änderung der gespeicherten Energie erfolgt und, von geringen Verlusten abgesehen, die Generatorleistung näherungsweise der Turbinenleistung entspricht.

Die Energieausbeute für den Simulationszeitraum betrug 74 kWh, was um ca. 12% über die Ausbeute des ungeregelten System gleicher Struktur, mit konstanter Felderregung und konstanter Spannung  $U_{dc}$  am Gleichspannungszwischenkreis 2 hinausreicht. Über



einen längeren Zeitraum betrachtet läßt sich die Energieausbeute wahrscheinlich noch erhöhen. Da der Betriebspunkt sich stets entlang der gewünschten Ortskurve der Turbinencharakteristik bewegt, ist dies die maximale Energie, die für ein gegebenes Windprofil erzeugt werden kann.

An dieser Stelle sei erwähnt, daß das zuvor beschriebene Regel- bzw. Betriebsverfahren nicht auf die hier zugrunde gelegten technischen Daten beschränkt ist, sondern für alle Leistungsklassen und Turbinencharakteristika Gültigkeit behält.

Durchgeführte Simulationen auf Grundlage einer Regelung mit veränderlicher Spannung  $U_{dc}$  des Gleichspannungszwischenkreises 2 ergaben auch für kleine oder geringe Windstärken eine kontinuierliche Stromwellenform. Wurde wie im vorigen Fall auch hier die Grunderregung konstant bei 187,5 Vmin/U gehalten, so verzeichnete demgegenüber der regelbare Anteil der Felderregung einen leichten Anstieg. Dies rührt daher, daß bei konstanter Leistungsabgabe eine Reduktion der Klemmenspannung ein Ansteigen der Felderregung nach sich zieht.

---

Patentansprüche

1. Verfahren zur drehzahlstellbaren leistungselektronischen Regelung einer oder mehrerer über einen kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis (2) zu einem Verbund gekoppelten getriebelosen Windkraftanlagen, insbesondere küstennahe Hochsee-Windkraftanlagen, mit jeweils einer Windturbine mit Generatoreinheit (1), die einen Synchrongenerator (6), Diodengleichrichter (7) und Feldsteller (8) aufweist, wobei zur Erreichung einer maximierten Leistungsumwandlung der Kraftanlage das Drehmoment des Generators (6) und damit die Drehzahl der Turbine mittels einer Regelvorrichtung (20) leistungselektronisch auf die vorherrschenden Windverhältnisse eingestellt bzw. geregelt wird und die jeweilige Kraftanlage in Abhängigkeit der lokal vorherrschenden Windverhältnisse entweder in einem Regel- bzw. Betriebsmodus mit variablen Rotor- bzw. Turbinendrehzahlen  $\omega$  oder in einem Regel- bzw. Betriebsmodus mit fest vorgegebener Drehzahl  $\omega^*$  umschaltbar betrieben wird.

2. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß die leistungselektronische Regelung des Drehmomentes und damit auch der Drehzahl des Synchrongenerators (6) durch Regelung und Variation der Feldstärke des Erregerfeldes des Synchrongenerators (6) erfolgt.

3. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 oder 2, dadurch gekennzeichnet, daß das Erregerfeld des Synchrongenerators (6) mittels eines Mischerregungssystems aus Permanentmagneten und stromdurchflossenen Feld- bzw. Erregerwicklungen oder mittels einer rein elektrischen Erregung erzeugt wird.

4. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 3, dadurch gekennzeichnet, daß ein Regel- oder Betriebsmodus eingestellt ist, bei dem bei variablen Rotor- oder Turbinendrehzahlen eine Regelung auf den Punkt maximaler Leistungsumwandlung erfolgt.

5. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 3, dadurch gekennzeichnet, daß ein Regel- oder Betriebsmodus eingestellt ist, bei dem eine Regelung der Leistungsum-

wandlung durch Regelung auf eine feste, maximal zulässige Drehzahl  $\omega^*$  der Turbine erfolgt.

6. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 5, dadurch gekennzeichnet, daß im laufenden Betrieb, abhängig von der Generatorleistung  $P_G$  und damit den vorherrschenden Windverhältnissen, einem vorbestimmten leistungsbezogenen Hysteresebereich bzw. -band und dem eingestellten Regel- bzw. Betriebsmodus, zwischen den beiden Regelmodi wechselseitig umgeschaltet wird.

7. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 6, dadurch gekennzeichnet, daß

- a) aus den Klemmenspannungen und Maschinenströmen eine elektrische Generatorleistung  $P_G$  ermittelt wird,
- b) die elektrische Generatorleistung  $P_G$  mit dem vorbestimmten Leistungsbereich bzw. leistungsbezogenen Hystereseband verglichen wird,
- c) vergleichsabhängig zwischen dem Regel- oder Betriebsmodus mit konstanter Drehzahl  $\omega^*$  und dem Modus mit variablen Turbinendrehzahlen  $\omega$  ausgewählt und eine der maximierten Leistungsumwandlung entsprechende Referenzleistung  $P_G^*$  ermittelt wird,
- d) die Referenzleistung  $P_G^*$  mit der elektrischen Generatorleistung  $P_G$  verglichen und ein der Leistungsdifferenz proportionaler Referenzstrom  $I_E^*$  erzeugt wird,
- e) der Referenzstrom  $I_E^*$  zur Anpassung der Erregung des Synchrongenerators (6) dem die Erregung kontrollierenden Feldsteller (8) zugeführt wird,
- f) durch den zugeführten Referenzstrom  $I_E^*$  der Feldsteller (8) veranlaßt wird dem kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis (2) zur Anpassung des Erregerfeldes kontrolliert Leistung zu entziehen und sie dem Erregerfeld des Synchrongenerators (6) zuzuführen und
- g) eine Drehmomentänderung des Generators (6) bewirkt wird, so daß die elektrische Generatorleistung  $P_G$  der Referenzleistung  $P_G^*$  entspricht, wodurch eine Regelung der Drehzahl  $\omega$  und somit eine Regelung und Optimierung der Leistungsumwandlung der Windkraftanlage erfolgt.

8. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 7, dadurch gekennzeichnet, daß der vorbestimmte Leistungsbereich bzw. das vorbestimmte leistungsbezogene Hystereseband durch einen unteren und einen oberen Leistungsschwellenwert definiert bzw. vorgegeben ist.

9. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 8, dadurch gekennzeichnet, daß im Regelmodus mit variablen Turbinendrehzahlen bis zum Überschreiten des oberen Leistungsschwellenwertes des vorbestimmten leistungsbezogenen Hysteresebandes durch die elektrische Generatorleistung  $P_G$  die Referenzleistung  $P_G^*$  gemäß folgender

Relation

$$P_G^* = \left[ 0,5 \cdot C_{p,\max} \cdot \rho \cdot A \cdot \left( \frac{R}{\lambda_{opt}} \right)^3 \right] \cdot \omega^3 = K_{p,opt} \cdot \omega^3,$$

mit der Drehzahl der Windturbine  $\omega$ , dem maximalen Leistungsbeiwert  $C_{p,\max}$ , der windbeströmten Fläche  $A$ , dem Radius  $R$  des Rotors, der optimalen Schnellaufzahl  $\lambda_{opt}$  sowie einem, bei konstant vorausgesetzter Luftdichte  $\rho$  und einem für die jeweilige Windenergieanlage spezifischen Kennwert  $K_{p,opt}$ , ermittelt wird.

10. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 9, dadurch gekennzeichnet, daß nach Überschreiten des oberen Leistungsschwellenwertes des vorbestimmten leistungsbezogenen Hysteresebandes bis zum Unterschreiten des unteren Leistungsschwellenwertes durch die elektrische Generatorleistung  $P_G$  die Drehzahl der Windturbine  $\omega$  mittels der Regelvorrichtung (20) durch Variation des Erregerfeldes und damit des Generator Drehmomentes konstant auf dem maximal zulässigen Drehzahlwert  $\omega^*$  der Windturbine gehalten, eine demgemäße Referenzleistung  $P_G^*$ , mit  $P_G^* = P_{\omega,\omega^*}$ , generiert und erst bei Unterschreiten des unteren Leistungsschwellenwertes ein Wechsel in den anderen Regel- bzw. Betriebsmodus mit variablen Drehzahlen  $\omega$  der Windturbine durchgeführt wird.

11. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 10, dadurch gekennzeichnet, daß zur Vermeidung eines diskontinuierlichen Stromverlaufs des Generators (6) bei geringen Windstärken das Spannungsniveau des Gleichspannungszwischenkreises (2) in Abhängigkeit einer mittleren Windgeschwindigkeit variiert wird, wobei

- a) die innerhalb eines Windparks an jeder Windkraftanlage vorherrschende Windgeschwindigkeit erfaßt und an die Regelvorrichtung (20) weitergeleitet wird,
- b) in der Regelvorrichtung (20) aus den Einzelinformationen eine mittlere Windgeschwindigkeit ermittelt und das resultierende Signal mittels eines Tiefpaßfilters (31) geglättet wird,
- c) die als Referenzspannung  $U_{dc}^*$  für die jeweilige netzseitige Wechselrichtereinheit (4) dienende Spannung des Gleichspannungszwischenkreises (2) als lineare Funktion des gefilterten mittleren Windsignals variiert wird und
- d) die Variation der Spannung  $U_{dc}$  des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises (2) vermittels der netzseitig befindlichen aktiven Wechselrichter (13) erfolgt.

12. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 10, dadurch gekennzeichnet, daß die Spannung  $U_{dc}$  des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises (2) konstant gehalten wird.

13. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 12, dadurch gekennzeichnet, daß die elektrische Versorgung der Feld- bzw. Erregerwicklungen des Läufers (9) über Schleifringe erfolgt.

14. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 12, dadurch gekennzeichnet, daß die elektrische Versorgung der Feld- bzw. Erregerwicklungen des Läufers (9) über einen Transformator und ohne Schleifringe erfolgt.

15. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 14, dadurch gekennzeichnet, daß die erzeugte elektrische Ausgangsleistung eines oder mehrerer Generatoren (6) vermittels jeweils des Diodengleichrichters (7) gleichgerichtet und zur verlustarmen Weiterleitung in den gemeinsamen kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis (2) eingeleitet wird.

16. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 15, dadurch gekennzeichnet, daß die zur Einspeisung in ein Verbundnetz vorgesehene elektrische Leistung dem kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis (2) entzogen und mindestens einer nicht generatorseitig befindlichen aktiven Wechselrichtereinheit (4) und mindestens einem der Wechselrichtereinheit (4) nachgeschalteten Transformator (5) zugeführt wird.

17. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 16, dadurch gekennzeichnet, daß die separate Steuerung, Regelung und Überwachung der jeweiligen Generatoreinheit (1) mittels jeweils eines Regelmoduls (21) der Regelvorrichtung (20) durchgeführt wird.

18. Verfahren nach Anspruch 17, dadurch gekennzeichnet, daß mittels des Regelmoduls (21) der Generatoreinheit (1)

- a) die Maschinenströme, Klemmenspannungen und Drehzahl  $\omega$  des Synchrongenerators (6) erfaßt werden,
- b) die elektrische Leistung  $P_G$  des Generators (6) ermittelt und das resultierende Leistungssignal gefiltert werden,
- c) abhängig von der ermittelten elektrischen Leistung  $P_G$  und dem vorbestimmten leistungsbezogenen Hystereseband die Referenzleistung  $P_G^*$  generiert und gegebenenfalls die Drehzahl  $\omega$  der Windturbine auf den maximal zulässigen Wert  $\omega^*$  geregelt werden,
- d) die Referenzleistung  $P_G^*$  mit der elektrischen Generatorleistung  $P_G$  verglichen wird,
- e) ein der Leistungsdifferenz proportionaler Referenzstrom  $I_E^*$  erzeugt wird,
- f) der Referenzstrom  $I_E^*$  dem Feldsteller (8) zugeführt wird und
- g) mit einem übergeordneten Regelmodul (23) der Regelvorrichtung (20) kommuniziert wird.

19. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 18, dadurch gekennzeichnet, daß jede nicht generatorseitig befindliche aktive Wechselrichtereinheit (4) durch ein eigenes Regelmodul (22) der Regelvorrichtung (20) im Zusammenspiel mit dem übergeordneten Regelmodul (23) der Regelvorrichtung (20) geregelt, gesteuert und überwacht wird.

20. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 19, dadurch gekennzeichnet, daß vom Regelmodul (22) jeder nicht generatorseitig befindlichen aktiven Wechselrichtereinheit (4) die Spannung des kapazitiven Gleichspannungszwischenkreises (2), die Netzspannung sowie der Netzstrom erfaßt und weiterverarbeitet werden.

21. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 20, dadurch gekennzeichnet, daß das übergeordnete Regelmodul (23) mit den Regelmodulen (21) der Generatoreinheiten (1) und der Regelmodulen (22) der aktiven Wechselrichtereinheiten (4) kommuniziert und bei Auftreten einer Störung gegebenenfalls entsprechende Schutzvorrichtungen, insbesondere Schutzschalter (15) und DC-Chopper (3) auslöst bzw. aktiviert.

22. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 21, dadurch gekennzeichnet, daß die Windgeschwindigkeiten an den einzelnen Windkraftanlagen durch das übergeordnete Modul (23) der Regelvorrichtung (20) erfaßt und gemittelt werden sowie nach Filterung (31) ein entsprechendes Signal jeweils an das Regelmodul (22) des jeweiligen aktiven Wechselrichters (13) übermittelt wird, das daraufhin eine entsprechende Referenzspannung  $U_{dc}^*$  generiert und an den aktiven netzseitigen Wechselrichter (13) weitergibt.

23. Vorrichtung zur drehzahlstellbaren leistungselektronischen Regelung einer oder mehrerer, über einen kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis (2) zu einem Verbund gekoppelten getriebelosen Windkraftanlagen, insbesondere küstennahe Hochsee-Windkraftanlagen (Offshore-Windkraftanlagen), mit jeweils einer Windturbine mit Generatoreinheit (1), wobei mindestens eine modular aufgebaute Regelvorrichtung (20) zur Datenerfassung, -verarbeitung und Steuerung der leistungselektronischen Bauelemente sowie der Generatoreinheit bzw. -einheiten (1) vorhanden ist und jede Generatoreinheit (1) einen Synchrongenerator (6), einen Diodengleichrichter (7) sowie einen Feldsteller (8) aufweist.

24. Vorrichtung nach Anspruch 23, dadurch gekennzeichnet, daß

- a) der Synchrongenerator (6) ein Mischerregungssystem mit Permanentmagneten und elektrisch gespeisten Feld- bzw. Erregerwicklungen oder ein ausschließlich elektrisch gespeistes Erregungssystem aufweist,

- b) der Diodengleichrichter (7) wechsel- bzw. drehstromseitig mit dem Synchrongenerator (6) und gleichspannungsseitig mit dem kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis (2) verbunden ist,
- c) der Synchrongenerator (6) direkt, ohne vermittelndes Getriebe, mit der Windturbine verbunden ist,
- d) der Feldsteller (8) zur Versorgung der elektrischen Feld- bzw. Erregerwicklungen eingangsseitig mit dem kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis (2) und ausgangseitig mit den Erregerwicklungen verbunden ist und
- e) mindestens eine Wechselrichtereinheit (4) vorhanden ist, die gleichspannungsseitig mit dem kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis (2) und wechsel- bzw. drehstromseitig mit mindestens einem Transformator (5) verbunden ist.

25. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 oder 24, dadurch gekennzeichnet, daß der Synchrongenerator (6) Schleifringe aufweist.

26. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 25, dadurch gekennzeichnet, daß es sich bei mindestens einem Synchrongenerator (6) mit Diodengleichrichter (7) mit Diodenbrücke um einen Dreiphasensynchrongenerator mit Diodengleichrichter mit Dreiphasendiodenbrücke handelt.

27. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 26, dadurch gekennzeichnet, daß es sich bei mindestens einem Transformator (5) um einen Dreiphasentransformator handelt.

28. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 27, dadurch gekennzeichnet, daß mindestens ein Synchrongenerator (6) als Innenpolmaschine ausgeführt ist.

29. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 28, dadurch gekennzeichnet, daß mindestens ein Synchrongenerator (6) eine große Anzahl von Polen besitzt.

30. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 29, dadurch gekennzeichnet, daß es sich bei mindestens einem netzseitigen aktiven Wechselrichter (13) um einen mit



Thyristoren, insbesondere mit IGCT's, GTO's, ETO's, MCT's oder MTO's bestückten Zwei- oder Mehrpunktwechselrichter handelt.

31. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 30, dadurch gekennzeichnet, daß es sich bei mindestens einem netzseitigen aktiven Wechselrichter (13) um einen mit Transistoren, insbesondere mit IGBT's bestückten Zwei- oder Mehrpunktwechselrichter handelt.

32. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 31, dadurch gekennzeichnet, daß es sich bei mindestens einem netzseitigen aktiven Wechselrichter (13) um einen mit SiC-Halbleiterschaltern bestückten Wechselrichter handelt.

33. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 32, dadurch gekennzeichnet, daß zum Schutz der Diodenbrücke des Diodengleichrichters (7) eine Sperrdiode (16) zwischen Diodengleichrichter (7) und kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis (2) geschaltet ist, deren Durchlaßrichtung vom Diodengleichrichter (7) in Richtung des Gleichspannungszwischenkreises (2) weist.

34. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 33, dadurch gekennzeichnet, daß die aktive netzseitige Wechselrichtereinheit (4) einen gleichspannungsseitig zwischen dem kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis (2) und dem netzseitigen aktiven Wechselrichter (13) befindlichen Schutzschalter (15) aufweist.

35. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 34, dadurch gekennzeichnet, daß der kapazitive Gleichspannungszwischenkreis (2) mindestens eine zu den Generatoreinheiten (1) parallelgeschaltete Kondensatorbank als Zwischenkreiskondensator aufweist.

36. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 35, dadurch gekennzeichnet, daß der kapazitive Gleichspannungszwischenkreis (2) mindestens einen DC-Chopper (3) aufweist.

---

37. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 36, dadurch gekennzeichnet, daß die Regelvorrichtung (20) mindestens drei unterschiedlich konfigurierte Regelmodulgruppen bzw. -baugruppen aufweist.

38. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 37, dadurch gekennzeichnet, daß zur separaten Steuerung jede Generatoreinheit (1) jeweils ein Regelmodul (21) der modular aufgebauten Regelvorrichtung (20) aufweist.

39. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 38, dadurch gekennzeichnet, daß jede nicht generatorseitig befindliche aktive Wechselrichtereinheit (4) ein separates Regelmodul (22) der Regelvorrichtung (20) aufweist, welches die netzseitigen Ströme und Spannungen sowie die am aktiven Wechselrichter (13) anliegende Spannung des Gleichspannungszwischenkreises (2) und Informationen des übergeordneten Regelmoduls (23) der Regelvorrichtung (20) aufnimmt, weiterverarbeitet und die sich ergebenden Informationen oder Referenzwerte zur Steuerung an die entsprechenden Gerätekomponten des netzseitigen aktiven Wechselrichter (13) sowie das übergeordnete Regelmodul (23) weiterleitet.

40. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 39, dadurch gekennzeichnet, daß die Regelvorrichtung (20) mindestens ein übergeordnetes Regelmodul (23) aufweist, das mit den Regelmodulen (21) der Generatoreinheiten (1) und den Regelmodulen (22) der Wechselrichtereinheiten (4) kommuniziert sowie Informationen oder Daten externer Sensoren aufnimmt, diese weiterverarbeitet und die daraus resultierenden Anweisungen den entsprechenden Regelvorrichtungen und Gerätekomponten zuführt.

41. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 40, dadurch gekennzeichnet, daß jedes Regelmodul (21,22,23) mindestens einen digitalen Signalprozessor aufweist.

42. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 41, dadurch gekennzeichnet, daß sich die aktiven Wechselrichtereinheiten (4) mit ihren zugehörigen Regelmodulen (22), die Transformatoren (5) sowie das übergeordnete Regelmodul (23) in einer an Land oder der Küste befindlichen Schaltstation (12) befinden.

---

43. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 42, dadurch gekennzeichnet, daß das Regelmodul (21) der jeweiligen Generatoreinheit (1) in die jeweilige Generatoreinheit (1) integriert ist oder sich zumindest in deren unmittelbarem Nahbereich befindet.

44. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 43, dadurch gekennzeichnet, daß der kapazitive Gleichspannungszwischenkreis (2) ein mehrere hundert bis mehrere tausend Meter langes Gleichstromkabel aufweist.

45. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 23 bis 44, dadurch gekennzeichnet, daß der kapazitive Gleichspannungszwischenkreis (2) anteilig als Unterwasser-Gleichstromkabel (11) ausgeführt ist.

Verfahren und Vorrichtung zur drehzahlstellbaren leistungselektronischen Regelung  
einer getriebelosen Windkraftanlage

Zusammenfassung

Verfahren und Vorrichtung zur drehzahlstellbaren leistungselektronischen Regelung einer oder mehrerer, über einen kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis (2) zu einem Verbund gekoppelter getriebeloser Windkraftanlagen, insbesondere küstennahe Hochsee-Windkraftanlagen, mit einer Windturbine mit Generatoreinheit (1), die einen Synchrongenerator (6) und Feldsteller (8) aufweist, indem zur Erreichung einer maximierten Leistungsumwandlung der Kraftanlage das Drehmoment des Synchrongenerators (6) und damit die Drehzahl der Turbine mittels einer modular aufgebauten Regelungsvorrichtung (20) leistungselektronisch auf die vorherrschenden Windverhältnisse eingestellt wird. Hierfür wird die elektrische Generatorleistung  $P_G$  ermittelt und mit einem vorbestimmten Leistungsbereich verglichen. Vergleichsabhängig wird zwischen zwei Regelmodi ausgewählt und eine der maximierten Leistungsumwandlung entsprechende Referenzleistung  $P_G^*$  ermittelt. Diese wird mit der elektrischen Generatorleistung  $P_G$  verglichen, ein der Leistungsdifferenz proportionaler Referenzstrom  $I_E^*$  erzeugt und dem Feldsteller (8) zugeführt. Dieser entzieht dem kapazitiven Gleichspannungszwischenkreis (2), abhängig vom Referenzstrom  $I_E^*$ , kontrolliert Leistung und führt sie dem Erregerfeld zu. Durch Änderung des Erregerfeldes wird eine Drehmoment- und damit Drehzahländerung des Synchrongenerators (6) bewirkt, der zu einer Angleichung der beiden Leistungswerte führt.

Signifikante Fig: Fig. 1

---

Fig. 1

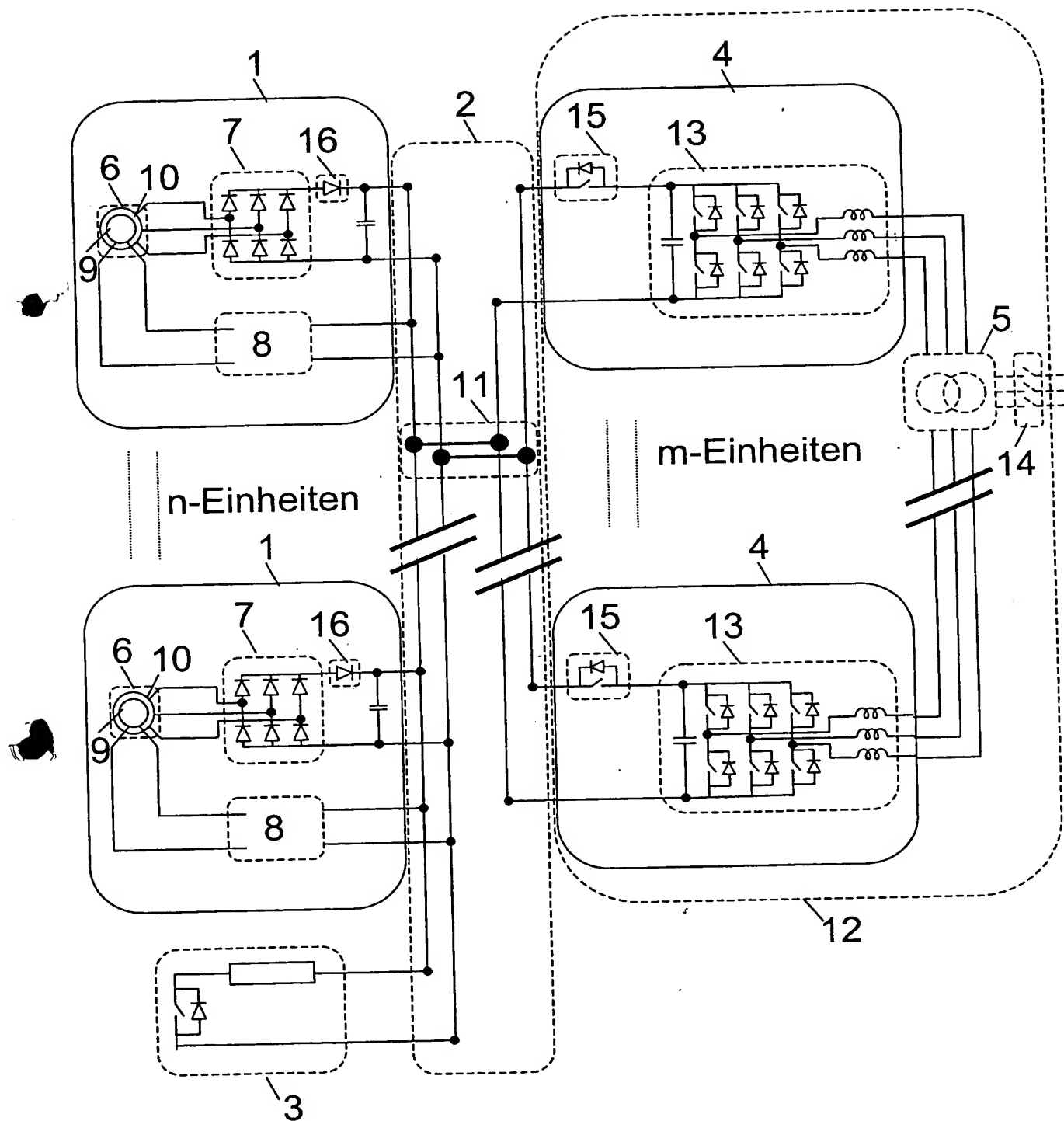


Fig. 2

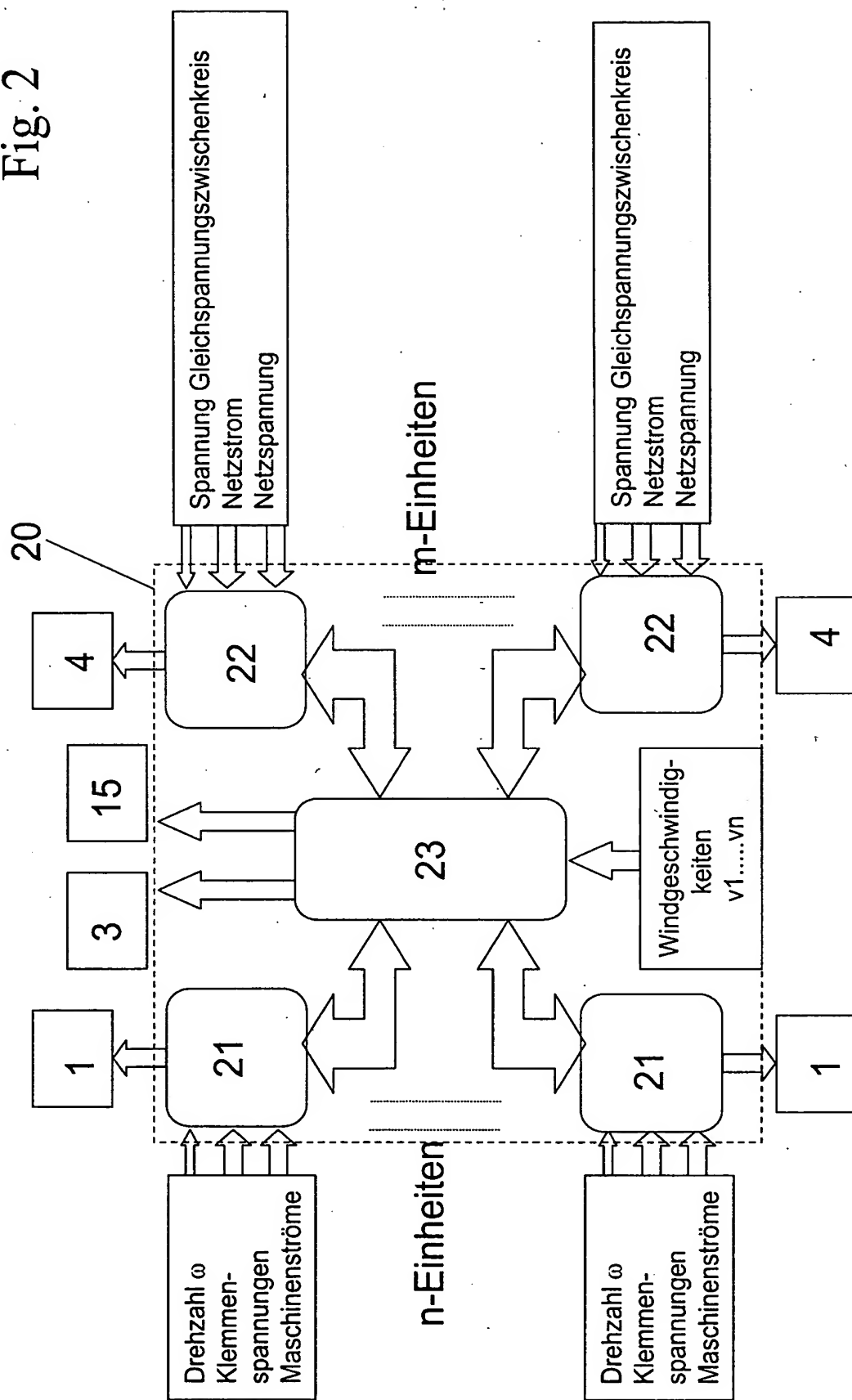


Fig. 3a

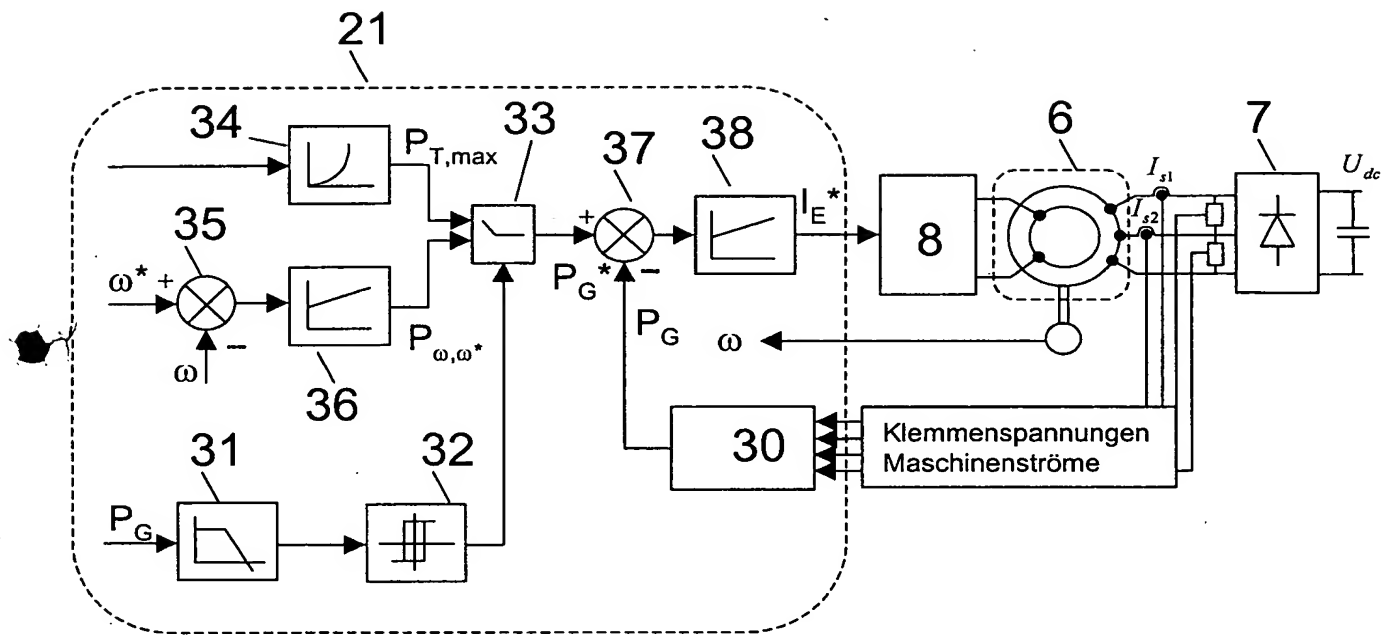


Fig. 3b

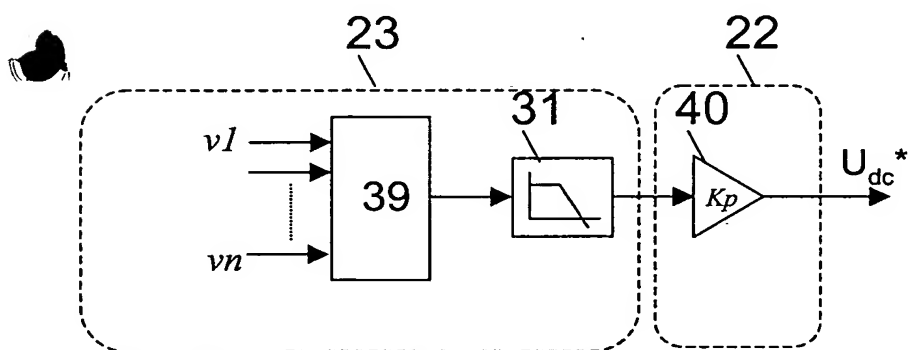


Fig. 4

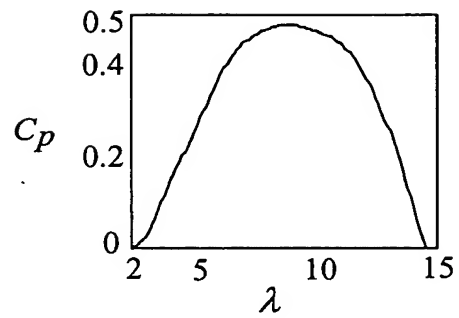


Fig. 5

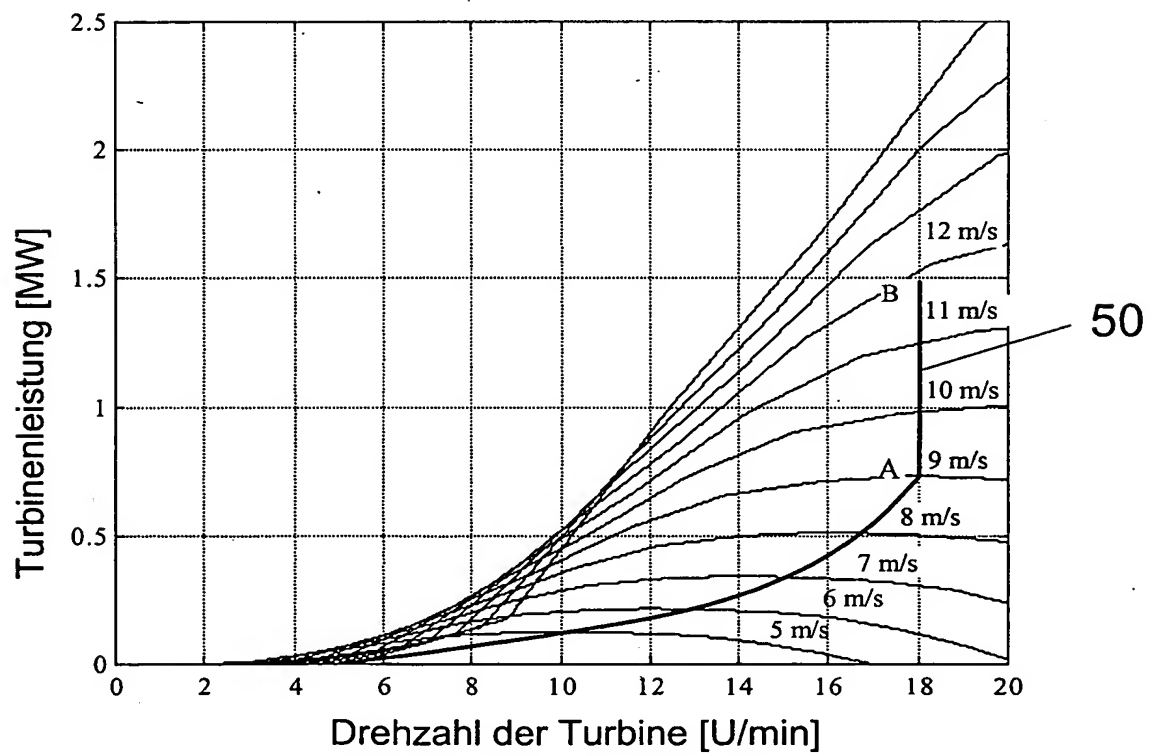




Fig. 6a

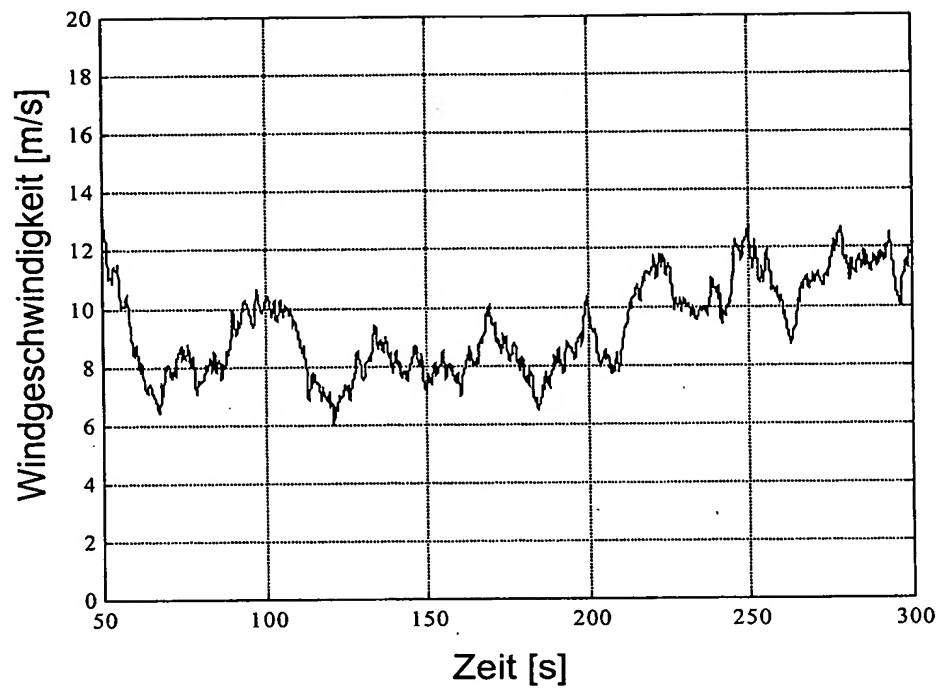


Fig. 6b

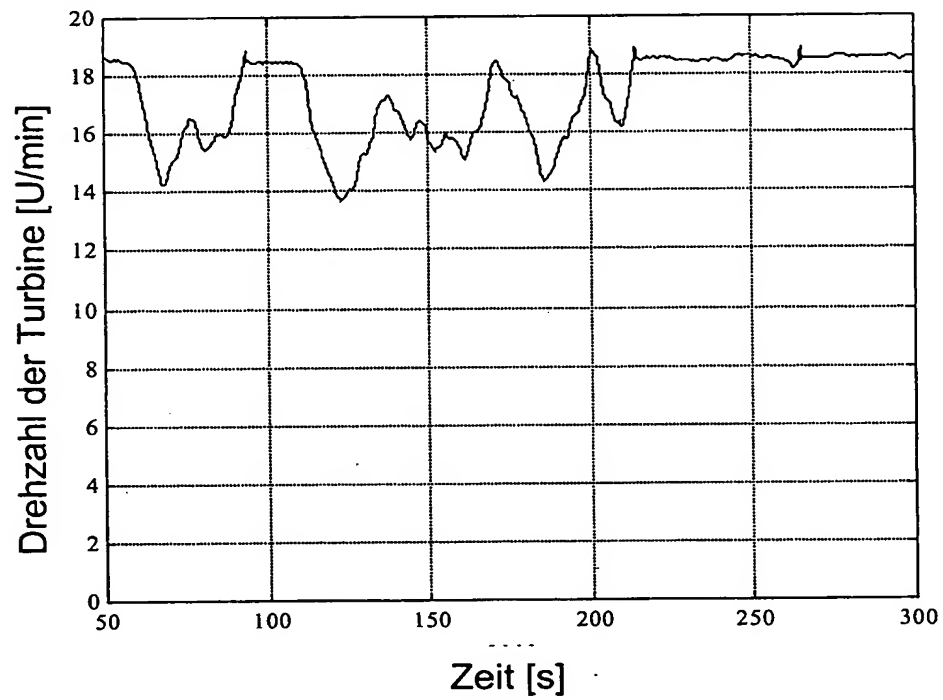


Fig. 6c

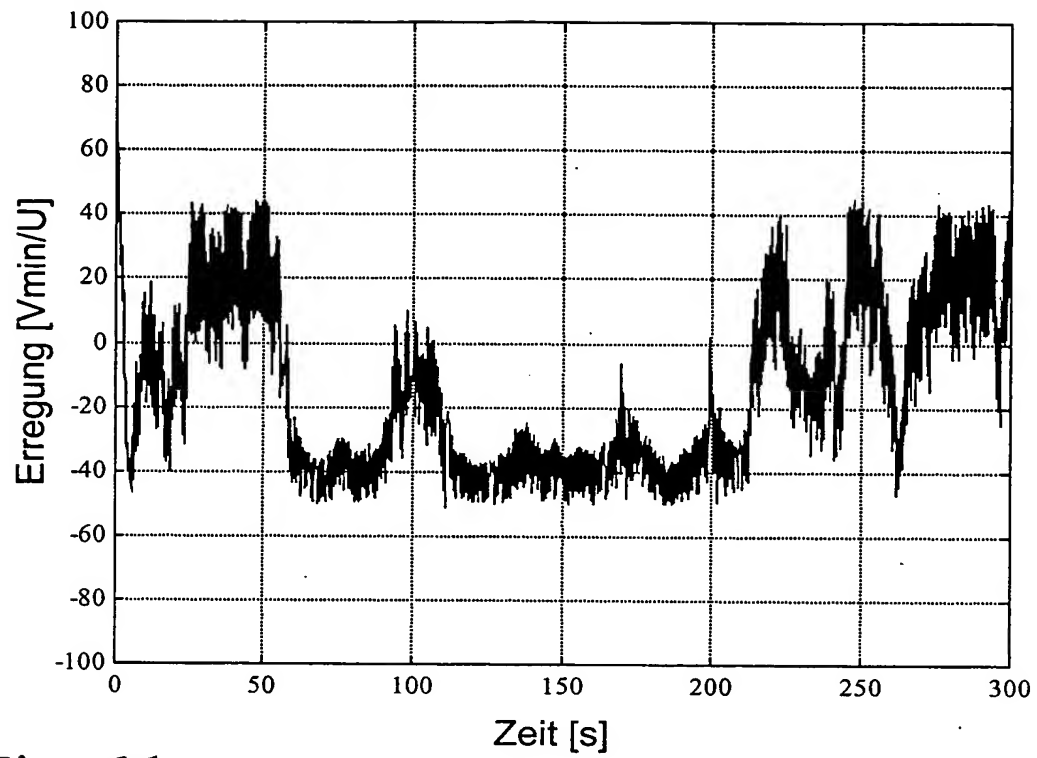


Fig. 6d

